

0-793252

На правах рукописи



ЕПРЫНЦЕВ АНТОН СЕРГЕЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НА СТАДИИ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2012

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью
«ТюменНИИгипрогаз» (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Научный руководитель – доктор геолого-минералогических наук
Лапердин Алексей Николаевич

Официальные оппоненты – Клещенко Иван Иванович

доктор геолого-минералогических наук, профессор,
профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых
скважин» Федерального государственного бюд-
жетного образовательного учреждения высшего
профессионального образования (ФГБОУ ВПО)
«Тюменский государственный нефтегазовый уни-
верситет» (ТюмГНГУ)

– **Архипов Юрий Александрович**

кандидат технических наук, начальник службы
разработки месторождений и геолого-разведоч-
ных работ Инженерно-технического центра
ООО «Газпром добыча Надым»

Ведущая организация – ФГБОУ ВПО «Российский государственный уни-
верситет нефти и газа имени И.М. Губкина»
(ФГБОУ ВПО РГУ нефти и газа им. Губкина)

Защита состоится 30 марта 2012 года в 9.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625027, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ по адресу: 625027, г. Тюмень, ул. Мельникайте 72-я каб 32
НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КФУ

Автореферат разослан 29 февраля 2012 года.

Ученый секретарь

диссертационного совета Д 212.273.01,
доктор технических наук, профессор




0000792708

Г.П. Зозуля

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Согласно плану развития газовой отрасли России на период до 2030 г. для обеспечения надежного снабжения потребителей внутри страны и выполнения текущих обязательств по экспортным контрактам предстоит нарастить добычу газа с текущих 670 млрд. м³ в 2011 г. до 1 трлн. м³ в 2030 г.

Перспективы развития газодобывающей отрасли страны в целом и ОАО «Газпром» в частности связаны с разработкой месторождений природного газа севера Тюменской области, где в настоящее время добывается около 90 % российского газа.

В то же время многие крупные месторождения севера Западной Сибири, такие как: Вынгапуровское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Комсомольское, - разрабатываются уже более 30 лет и к настоящему времени сильно истощены, газоотдача по ним составляет 60-80 %. Условия добычи газа на данных месторождениях осложнены вследствие падения пластового давления, подъема подошвенной воды, разрушения продуктивного коллектора (более 50 % скважин сеноманских залежей эксплуатируются с осложнениями).

По мере снижения пластового давления растет количество скважин, эксплуатация которых осложнена накоплением жидкости на забое, что резко сокращает производительность скважин вплоть до их полной остановки, так называемого самозадавливания. Проблема самозадавливания скважин становится все более актуальной. В частности на Медвежьем месторождении число таких скважин ежегодно увеличивается на 3-5 %.

В силу этих причин в последнее время особенно активно обсуждаются проблемы и перспективы извлечения из пласта низконапорного газа, запасы которого оцениваются на уровне 3-5 трлн. м³. Это станет возможным только за счет использования новых технико-технологических решений по эксплуатации скважин.

Учитывая сложность проблем, возникающих в период падающей добычи газового месторождения, необходимо проведение целого комплекса геолого-технических мероприятий, что потребует значительных капитальных вложений

и способствует увеличению себестоимости добычи газа. Это определяет потребность в научном обосновании и комплексном подходе к разработке технико-технологических решений по эксплуатации скважин газовых месторождений на стадии падающей добычи.

Цель работы

Повышение коэффициента газоотдачи сеноманских газовых месторождений на стадии падающей добычи за счет совершенствования технико-технологических решений по эксплуатации скважин.

Основные задачи исследования

1. Анализ современных методов и технологий повышения эффективности разработки газовых месторождений и эксплуатации скважин на стадии падающей добычи, определение критериев их применения.

2. Исследование особенностей добычи газа из сеноманских залежей севера Западной Сибири на заключительном этапе разработки. Разработка предложений, направленных на улучшение дренирования периферийных участков залежей для повышения конечного коэффициента газоотдачи.

3. Разработка методики расчета режимов работы скважин, оборудованных концентрическими лифтовыми колоннами, с учетом объема пластовой и конденсационной жидкости, содержащейся в их продукции.

4. Разработка алгоритма подбора скважин и выбора оптимальной конструкции для внедрения системы концентрических лифтовых колонн (КЛК).

5. Технико-экономическая оценка предложенных решений по повышению эффективности эксплуатации скважин сеноманских газовых месторождений.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются системы разработки газовых месторождений севера Западной Сибири, находящихся на стадии падающей добычи; предметом – технологии и методы повышения газоотдачи сеноманских газовых залежей.

Научная новизна

1. Предложены научно-обоснованные критерии оценки целесообразности вывода скважин из бездействия с целью улучшения дренирования

периферийных участков залежи для достижения максимального коэффициента газоотдачи.

2. Разработана методика расчета режимов работы скважин, оборудованных КЛК, с учетом объема пластовой и конденсационной жидкости, содержащейся в их продукции. Установлено, что работа скважин по системе КЛК возможна даже при значительном газожидкостном факторе.

3. Доказана технико-экономическая эффективность внедрения системы КЛК на скважинах сеноманских газовых залежей, находящихся на стадии падающей добычи, которая заключается в продлении периода эксплуатации скважин и получении дополнительной добычи газа за счёт оптимизации режима их работы.

Практическая ценность и реализация работы

Результаты проведенных исследований позволили решить следующие практические задачи:

1. Предложены геолого-технические мероприятия, необходимые для возврата в действующий фонд скважин, находящихся в бездействии и консервации, что позволяет обеспечить улучшение дренирования периферийных участков залежи и повысить конечный коэффициент газоотдачи.

2. Обоснована возможность применения системы КЛК в условиях значительного притока подошвенной воды, предложены адресные рекомендации по выбору скважин-кандидатов для перевода на эксплуатацию по данной технологии и определены оптимальные конструкции скважин для конкретных условий эксплуатации на месторождении Медвежье.

3. Разработан алгоритм подбора скважин и выбора оптимальной конструкции для внедрения технологии эксплуатации скважин по системе КЛК. Экономический эффект от внедрения системы КЛК на одной скважине Медвежьего месторождения оценивается в 90 млн. руб.

Основные результаты исследований вошли в качестве самостоятельных разделов в проектные документы по разработке и отчеты по авторскому сопровождению месторождений ООО «Газпром добыча Надым» и ООО «Газпром добыча Ноябрьск». При непосредственном участии автора

выполнены работы: «Технико-экономическое обоснование целесообразности применения технологии эксплуатации скважин с использованием концентрического лифта на месторождении Медвежье» и «Программа капитального ремонта бездействующего и находящегося в консервации фонда сеноманских газовых скважин месторождения Медвежье».

Основные защищаемые положения

1. Методика выбора скважин для вывода из бездействия с целью улучшения дренирования периферийных участков залежи и достижения проектных уровней коэффициента конечной газоотдачи.

2. Алгоритм подбора скважин и выбора оптимальной конструкции для внедрения технологии концентрических лифтовых колонн, разработанный на основе теоретических исследований многофазного потока газа и смеси конденсационных и пластовых вод по концентрическим лифтовым колоннам.

3. Методика оценки технико-экономической эффективности внедрения технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам на завершающей стадии разработки газовых месторождений.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно: пункту 4 «Технологии и технические средства добычи и подготовки скважинной продукции, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов».

Апробация работы

Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Пятой молодежной научно-технической конференции «Основные проблемы поиска, освоения и обустройства нефтегазовых месторождений и пути их решения» (Оренбург, 2011г.); конференции молодых специалистов проектных организаций ОАО "Газпром" "Инновационные решения в области добычи,

транспорта и переработки газа и газового конденсата" (Донецк, 2011г.); Девятой всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (Москва: «РГУ им. Губкина», 2011г.); конференции, посвященной 45-летию ООО «ТюменНИИгипрогаз» (Тюмень, 2011г.); Всероссийской молодежной научной конференции, посвященной 100-летию академика А.А. Трофимука «Трофимукские чтения-2011» (Новосибирск, 2011г.); заседаниях Комиссий по разработке газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений по рассмотрению проектных документов и авторскому сопровождению разработки месторождений ОАО «Газпром»; научно-технических советах ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и ООО «Газпром добыча Надым».

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 9 печатных работ, в том числе 3 работы, включенные в перечень ВАК Минобрнауки РФ.

Состав и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 111 наименований. Работа изложена на 173 страницах машинописного текста, содержит 48 рисунков и 22 таблицы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы разработки газовых месторождений и эксплуатации скважин на стадии падающей добычи, сформулированы цель и основные задачи работы, ее научная новизна и практическая значимость.

Первый раздел посвящен анализу и обобщению результатов предшествующих исследований в области разработки газовых месторождений и проблем эксплуатации скважин в условиях падающей добычи.

Разработка крупных газовых месторождений на поздней стадии связана с рядом особенностей. К ним относятся: значительная степень истощения запасов газа на многих месторождениях; рост обводненности продукции и влагосодержания газа; вынос пластовой воды; истощение ресурса устойчивости

горных пород, приводящее к разрушению призабойной зоны пласта (ПЗП); интенсивный абразивный износ скважинного и промыслового оборудования. Все это приводит к увеличению числа капитальных ремонтов и выбытию скважин из эксплуатационного фонда. В настоящее время можно выделить три основных направления повышения эффективности эксплуатации месторождений на поздней стадии добычи:

- применение технических средств и технологий для эксплуатации скважин с водопроявлениями при низких пластовых давлениях;
- разработка технологии сооружения противопесочных фильтров;
- совершенствование технологии и технических средств капитального ремонта скважин в условиях аномально низких пластовых давлений.

Исследованиями З.С. Алиева, А.Н. Лапердина, А.А. Ахметова, Н.Г. Степанова и др. доказано, что при разработке газовых месторождений на истощение причиной разрушения призабойной зоны продуктивного пласта является воздействие пластовых и конденсационных вод. При этом согласно последним исследованиям о влиянии различных типов вод на устойчивость к разрушению сеноманского керна (Г.С. Ли, Е.В. Стасенкова и М.А. Катаева) пластовая вода менее интенсивно нарушает структуру глинистого цемента керна, нежели чем конденсационная.

По мере увлажнения слабосцементированные пласты разрушаются и продукты разрушения с потоком газа начинают поступать в скважину, что провоцирует повышенный абразивный износ промыслового оборудования. Образующиеся на забое скважины песчано-глинистые пробки, постепенно накапливаясь, перекрывают интервал перфорации и уменьшают вскрываемую эффективную толщину пласта, что существенно влияет на снижение дебитов скважин. Преждевременно выходят из строя штуцеры, задвижки, насосно-компрессорные трубы и другое промысловое оборудование. В результате газовые скважины выбывают из действующего фонда, консервируются или ликвидируются.

Для поддержания нормальной работы скважин и предотвращения разрушения продуктивного коллектора необходимо периодически или

непрерывно удалять скапливающуюся жидкость из скважины.

В начале двухтысячных годов специалистами ООО «Газпром добыча Надым» Н.В. Михайловым и Л.С. Чугуновым установлена зависимость темпов накопления конденсационной воды в стволе скважин и ПЗП от дебита газа и пластового давления, проведено изучение условий самозадавливания скважин и дан прогноз основных технико-экономических показателей разработки месторождений с учетом эффекта самозадавливания скважин. Г.Э. Одишария и А.А. Точигиным были обобщены и систематизированы результаты многолетних теоретических и экспериментальных исследований в области гидродинамики двухфазных сред. Исследованы структуры газожидкостных потоков в трубах, области их существования и условия перехода одной формы течения смеси в другую. В.И. Шулятиков, Г.А. Ланчаков и И.В. Шулятиков занимались усовершенствованием методов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в условиях водопроявления и разрушения ПЗП. Им принадлежит авторство таких способов эксплуатации скважин как: плунжерный лифт, «летающий» клапан, комбигазлифт, концентрический лифт и др. В работах В.В. Медко, А.Н. Харитоновой, С.Н. Бузинова приводятся результаты промысловых испытаний технологии эксплуатации малodeбитных скважин с закачиванием газа в затрубное пространство. Р.А. Гасумов, Ю.С. Тенишев, З.С. Салихов и др. исследовали технологии интенсификации притока газа путем удаления жидкости из скважин с использованием пенообразователей. И.В. Шулятиков и Д.В. Дикамов отмечают, что одним из перспективных направлений является технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам.

Во втором разделе автором изучена взаимосвязь геологического строения продуктивных пластов с особенностями разработки газовой залежи месторождения Медвежье, оценивается влияние системы разработки на динамику, состояние и продуктивность фонда скважин, исследуются проблемы эксплуатации скважин.

Анализ зависимости между динамикой падения приведенного пластового давления p_t/z_t в объеме залежи и накопленным отбором газа, приведенной на рисунке 1 показывает, что уменьшение дренируемых запасов происходит

пропорционально сокращению фонда работающих скважин, но, поскольку, фонд скважин сократился только на 15 %, уменьшение степени дренируемости на 4 % не так заметно.

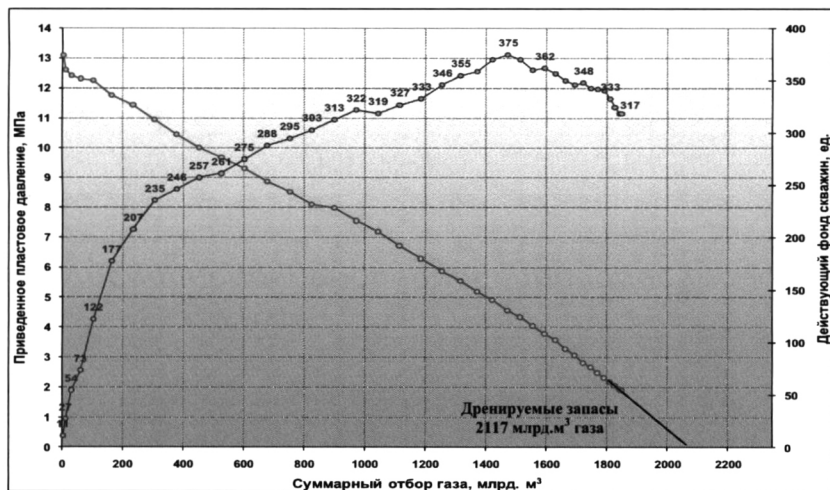


Рисунок 1 - Зависимость снижения p_t/z_t от суммарного отбора газа и динамики фонда скважин Медвежьего месторождения

Более негативная картина наблюдается на Вынгапуровском месторождении, где отмечено значительное уменьшение дренируемых запасов газа после выхода залежи на завершающий период эксплуатации, где сокращение действующего фонда на 46 % повлекло уменьшение извлекаемых запасов газа на 10 %.

Анализ характера выносимой жидкости по результатам гидрохимического анализа проб, показывает, что последние три года доля скважин, в которых присутствует только пластовая вода сохраняется на постоянном уровне, в то же время растет количество скважин, в которых объем притока пластовой воды не превышает объем конденсационной.

По состоянию на конец 2011 года общий фонд скважин на месторождении составляет 488 единиц, из них: 351 эксплуатационных (308 действующих, 43 бездействующих), 98 наблюдательных, 16 ликвидированы, 23 скважины находятся в консервации.

Причины выхода скважин из действующего фонда вызваны следующими геолого-промысловыми факторами:

- обводнение нижней высокопродуктивной части пласта и переход на эксплуатацию коллекторов в основном с низкими и средними фильтрационно-емкостными свойствами (снижение продуктивности скважин);
- колюматация ПЗП в процессе капитального ремонта скважин в результате применения жидкостей глушения высокой плотности;
- из-за существенного падения пластового давления производительность скважин снижается, в результате чего в стволах скважин не обеспечиваются скорости, необходимые для выноса жидкости и механических примесей.

Абразивный износ промыслового оборудования механическими примесями, поступающими из скважин, является одной из наиболее острых проблем при эксплуатации скважин. Количество пескопроявляющих скважин на месторождении возросло примерно в три раза за период с 1987 по 2011 год. Потери в добыче газа за счет ограничения дебита данных скважин могут достигать до 15 %.

Результаты анализа технологических режимов работы скважин показали, что фактические дебиты скважин на сегодняшний день не превышают 300 тыс. м³/сут, при средней величине 131 тыс. м³/сут, что на 15 % ниже проектного значения в 157 тыс. м³/сут.

Естественное снижение энергетического потенциала пласта, обводнение залежи и скважин, физический и моральный износ промыслового оборудования, являются ограничивающими факторами, влияющими на эффективность разработки сеноманской газовой залежи. Для решения проблем доразработки газовых месторождений необходимо предусмотреть комплекс мероприятий, позволяющий повысить эффективность разработки месторождения.

В третьем разделе автором выполнен анализ проблем эксплуатации газовых скважин месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, и проанализированы методы их решения. При этом в качестве базового было выбрано месторождение Медвежье, по которому накоплен обширный фактический материал.

Большинство эксплуатационных скважин Медвежьего месторождения оборудованы лифтовыми колоннами увеличенного диаметра ($D_y = 0,127$ и $0,168$ м), что в

условиях низких пластовых давлений и малых дебитов газа, обуславливает низкие значения скорости потока в стволе скважины. Уменьшение скорости ниже критических значений, необходимых для выноса жидкости, приводит к накоплению на забое пластовой и конденсационной воды, что является причиной самопроизвольной остановки скважины – самозадавливания.

Влияние самозадавливающихся скважин на общую добычу газа по Медвежьему месторождению достаточно велико. Их число в течение года не одинаково и зависит от сезонных колебаний отбора газа, а также от количества проводимых геолого-технических мероприятий. Так за период с 2004 по 2011 гг. среднегодовое количество самозадавливающихся скважин увеличилось с 81 до 132 единиц, т.е. почти на 61 %. На настоящий момент на скважины, работающие в режиме самозадавливания, приходится порядка 26 % газа, добываемого на месторождении.

Наиболее остро проблема самозадавливания возникает в скважинах, оборудованных лифтовыми колоннами диаметром $D_{\text{л}} = 0,168$ м, из которых добывают около 53 % отборов газа по Медвежьему НГКМ (рисунок 2).

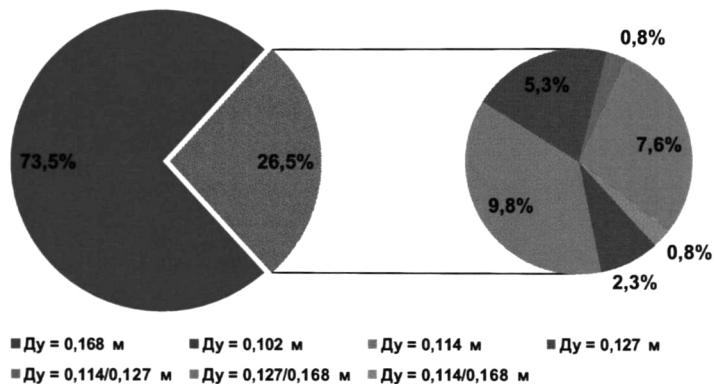


Рисунок 2 – Распределение фонда самозадавливающихся скважин Медвежьего месторождения по диаметру лифтовых колонн

Автором по результатам анализа технологических режимов работы и газодинамических исследований скважин выявлены основные факторы, обуславливающие снижение дебитов скважин ниже критических значений и являющихся причиной самозадавливания:

- ограничение дебита по геолого-технологическим причинам для снижения выноса песка или во избежание превышения максимально-допустимой депрессии на пласт (61 % фонда самозадавливающихся скважин);
- ограничение дебита по причине интенсивного притока подошвенной воды (19 % фонда самозадавливающихся скважин);
- недостаточная скорость потока газа в НКТ вследствие низких продуктивных характеристик скважин (20 % фонда самозадавливающихся скважин).

Одним из наиболее распространенных и простых способов восстановления режима работы самозадавливающихся скважин является продувка стволов скважин на факельную линию. К недостаткам продувок относят: резкое повышение депрессии на пласт, которое приводит к разрушению слабосцементированного коллектора; опасность преждевременного обводнения скважин за счет подтягивания конусов подошвенной воды; безвозвратные потери газа; отсутствие продолжительного эффекта.

Кроме этого существует еще ряд методов решения проблемы самозадавливания скважин: обработка забоя скважин твердыми и жидкими поверхностно-активными веществами (ПАВ); уменьшение диаметров лифтовых колонн; технология плунжерного лифта; циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство; технология концентрического лифта.

По итогам промысловых испытаний наиболее перспективной технологией эксплуатации самозадавливающихся скважин признан способ эксплуатации скважин по КЛК, при котором добыча газа ведется одновременно по центральной лифтовой колонне (ЦЛК), концентрически размещенной в основной лифтовой колонне (ОЛК), и межтрубному каналу между ЦЛК и ОЛК. При этом вынос жидкости происходит по ЦЛК (обычно диаметром $D_{\text{у}} = 0,060$ или $0,073$ м), а основная добыча газа – по межколонному пространству (МКП). При этом технология КЛК, в отличие от мероприятий по замене лифтовой колонны на меньший диаметр, не требует ограничения дебита скважин и позволяет избежать их дальнейшего самозадавливания в условиях падения пластового давления и ухудшения продуктивных характеристик.

Анализ методов эксплуатации самозадавливающихся скважин позволил автору разработать следующие критерии выбора скважин-кандидатов для их внедрения:

1. В самозадавливающихся скважинах с высокими продуктивными характери-

стиками, дебит которых искусственно ограничен по геолого-техническим причинам или вследствие интенсивного притока подошвенной воды, требуется проведение капитального ремонта по изоляции притока пластовых вод (ВИР) и креплению ПЗП.

2. При внедрении технологий для решения проблемы самозадавливания скважин с дебитом ниже критического приоритетное значение должны иметь методы удаления жидкости не только из лифтовой колонны, но и из интервалов перфорации скважин. С этой точки зрения наиболее оптимальной является технология концентрического лифта.

3. В случаях, когда скважина оборудована парными шлейфами, и ее эксплуатация не осложнена интенсивным обводнением и пескообразованием, существует возможность применить технологию закачивания сухого газа в затрубное пространство, при этом скважины следует также оснастить устьевыми подогревателями для повышения температуры закачиваемого газа в зимний период времени.

4. Замену лифтовой колонны на меньший диаметр следует применять в скважинах с низкой производительностью (если это экономически оправдано), где уменьшение диаметра лифта не вызовет значительных потерь давления в стволе скважины на трение. При проведении замены лифтовой колонны для сохранения продуктивных характеристик скважины желательно избегать ее глушения.

5. При невозможности или отсутствии экономической целесообразности применения вышеперечисленных методов следует проводить периодические продувки стволов скважин на факельную линию, в том числе с применением ПАВ, с целью выноса жидкостных пробок на поверхность.

В четвертом разделе предложены критерии выбора геолого-технических мероприятий, необходимых для возврата в эксплуатационный фонд скважин, находящихся в бездействии или консервации, что в конечном итоге позволит достичь максимального коэффициента газоотдачи. Представлены авторские наработки в области теоретических исследований многофазного потока газа и смеси конденсационных и пластовых вод по концентрическим лифтовым колоннам, разработаны критерии подбора скважин-кандидатов и выбора оптимальной конструкции для внедрения технологии КЛК.

В настоящее время значительное количество скважин бездействующего и

находящегося в консервации фонда скважин располагается в периферийной зоне, что не позволяет в достаточной степени обрабатывать краевые части залежи и определяет необходимость проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) по возврату этих скважин в действующий фонд. Автором предложены критерии выбора данных ГТМ:

1. Приоритетными по выводу из бездействия или консервации являются скважины, обладающие значительным по остаточной эффективной толщине и фильтрационно-емкостными характеристиками продуктивным интервалом, и расположенные в периферийной зоне отборов, т.к. их ввод в эксплуатацию способствует улучшению дренирования и повышению коэффициента конечной газоотдачи залежи.

2. Для скважин, находящихся в бездействии и имеющих хорошие продуктивные характеристики, но ограниченных по геолого-техническим причинам или вследствие интенсивного притока пластовых вод, рекомендуется проведение ГТМ по водоизоляции и креплению ПЗП. Во избежание проблем самозадавливания в скважинах, оснащенных лифтовыми колониями больших диаметров ($D_y = 0,127$ и $0,168$ м), совместно с ремонтными работами рекомендуется произвести замену лифтовых труб на меньший диаметр либо предусмотреть применение технологий эксплуатации низкодебитных скважин (например, плунжерный лифт).

3. Для скважин, находящихся в консервации или выведенных в бездействующий фонд по причине глубокой кольматации ПЗП в результате проведения капитального ремонта, в случае, если скважина удовлетворяет вышеперечисленным условиям и обладает хорошим сцеплением цементного камня по всему стволу эксплуатационной колонны в интервале сеноманских отложений, рекомендуется провести работы по восстановлению добычных возможностей скважины путем зарезки боковых стволов.

4. В бездействующих скважинах и скважинах с низкой производительностью, имеющих высокую степень выработки запасов (низкое пластовое давление) или малую остаточную эффективную мощность продуктивного коллектора, мероприятия по интенсификации притока проводить не целесообразно. Данные скважины могут быть опробованы на приток на вышележащие продуктивные горизонты или переведены в наблюдательный, поглощающий фонд, либо ликвидированы.

Далее автором был рассмотрен режим работы скважины по системе КЛК.

Особенностью технологии КЛК является то, что постоянный вынос жидкости

из скважины возможен только при условии, что устьевое давление $P_y \text{ МКП} \geq P_y \text{ ЦЛК}$, так как при полностью открытом регулирующем клапане МКП, поток газа по центральной колонне прекращается. В этой связи представляется особенно важным разработать методику расчета потерь давления однофазного потока газа в МКП, а также многофазного потока газа и смеси конденсационной и пластовой вод в ЦЛК.

Поток газа в МКП является однофазным, так как вынос жидкости происходит по центральной колонне системы КЛК, градиент давления по МКП рассчитывается по уравнению:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{f \rho_g v_g^2}{2d} + \rho_g \sin \theta, \quad (1)$$

где f - коэффициент трения, ρ_g - плотность газа, кг/м^3 ; v_g - скорость газа, м/с ; d - диаметр лифтовой колонны, м ; g - ускорение свободного падения, м/с^2 ; θ - угол отклонения лифтовой колонны по отношению к горизонтали, град.

Согласно исследованиям Ганна и Дарлинга для турбулентного потока характерно отношение:

$$\frac{f_C}{f_{NC}} = \left(\frac{F_C}{F_{NC}} \right)^{0,45 \exp[-(N_{RE}-3000)/10^6]}, \quad (2)$$

где f_C и f_{NC} - коэффициенты трения для круглой трубы и затрубного пространства соответственно, F_C и F_{NC} - геометрические параметры трения для труб круглого сечения и затрубного пространства при ламинарном режиме течения.

Параметр F_C имеет постоянное значение, равное 64. Значение параметра F_{NC} для концентрического затрубного пространства, обозначаемого также F_{CA} , можно определить по формуле Казано:

$$F_{CA} = F_{CA}(K) = \frac{64(1-K)^2}{\left[\frac{1-K^4}{1-K^2} - \frac{1-K^2}{\ln(1/K)} \right]}, \quad (3)$$

где $K = d_i/d_c$, - это соотношение диаметров труб.

На основе описанной выше методики были рассчитаны потери давления на трение при движении газа по межколонному пространству сеноманских газовых скважин, оборудованных системой КЛК, для различных значений пластового давления. Кроме того были учтены дополнительные сопротивления, создаваемые муфтовыми соединениями центральной лифтовой колонны в межколонном пространстве. При

этом для расчетов в качестве дебита по МКП был принят дебит начала самозадавливания скважины по основной лифтовой колонне минус дебит, который необходимо поддерживать по ЦЛК для выноса жидкости.

Далее автором был рассмотрен режим работы скважины по ЦЛК, в которой происходит многофазный поток газа и смеси конденсационной и пластовой вод. Расчет потерь давления по ЦЛК сводится к определению градиента давления по стволу с учетом интенсивности водопритока. Для расчета режима работы скважины по ЦЛК был принят дебит, в полтора раза превышающий значение минимального дебита, необходимого для выноса жидкости (технологическая особенность системы КЛК).

Проанализировав существующие методики расчета характеристик многофазного потока в трубах, автором были выбраны следующие модели: эмпирическая корреляция Грэя, применяемая для вертикальных газовых скважин, и механистическая модель Анзари, одинаково точная для вертикальных и наклонных скважин. Последняя является полноценной механистической моделью для восходящего двухфазного потока, дающей наименьшую погрешность при кольцевом режиме потока, характерном для газовых скважин. Согласно исследованиям ряда авторов количество паров воды (конденсационной), содержащейся в потоке газа большинства скважин сеноманских залежей, не превышает 2 л на 1000 м³ газа. В тоже время в случае обводнения продуктивного интервала и начала интенсивного притока пластовой воды в скважину, ее объем может увеличиться в 5-10 раз. Известно, что корреляция Грэя дает большую погрешность при газожидкостном факторе свыше 2,8·10⁻⁵ м³/м³, в же время, согласно расчетам, для ЦЛК Ду = 0,060 м, газожидкостный фактор превышает данное значение уже при водопритоке в объеме одного метра кубического.

В модели Анзари градиент давления при кольцевом режиме потока равен:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_c = \frac{Z}{(1-2\delta)^5} \left(\frac{dp}{dL}\right)_{sc} + \rho_c q \sin \theta, \quad (4)$$

где $\left(\frac{dp}{dL}\right)_{sc}$ - составляющая градиента давления по трению для газового ядра, Па/м;

ρ_c - плотность смеси газа и жидкости, кг/м³; Z - коэффициент, связывающий силу межфазного трения с толщиной пленки на стенке лифтовой колонны при кольцевом режиме потока, который определяется по формулам:

$$Z = 1 + 300 \delta, \text{ если } F_E > 0,9, \quad (5)$$

$$Z = 1 + 24 \left(\frac{\rho_L}{\rho_k} \right)^{\frac{1}{3}} \underline{\delta}, \text{ если } F_E < 0,9. \quad (6)$$

где $\underline{\delta}$ - параметр относительной толщины пленки, рассчитываемый итерационным методом по формуле:

$$\frac{Z}{4\underline{\delta}(1-\underline{\delta})(1-2\underline{\delta})^5} \left(\frac{dp}{dL} \right)_{sc} - (\rho_L - \rho_c) \cdot q \sin \theta - \frac{(1-F_E)^2}{64\underline{\delta}^3(1-\underline{\delta})^3} \frac{f_F}{f_{sl}} \left(\frac{dp}{dL} \right)_{sl} = 0, \quad (7)$$

где $\left(\frac{dp}{dL} \right)_{sl}$ - составляющая градиента давления по трению для пленки жидкости, Па/м;

ρ_L - плотность жидкости, кг/м³; f_F - коэффициент трения на границе между стенкой лифтовой колонны и пленкой жидкости; f_{sl} - коэффициент трения на границе между пленкой жидкости и газожидкостной смесью; F_E - часть общего объема жидкости, захваченная потоком газа.

При расчетах по методике Анзари для условий Медвежьего месторождения были получены не физичные значения F_E , поэтому автор использовал уравнение, эмпирически полученное для кольцевого режима потока и применяемое в механистической модели Азиза:

$$\frac{F_E}{1-F_E} = 0,735 \cdot \left(\frac{\mu_L v_{sg}^2 \rho_g}{\sigma_L^2 \rho_L} \right)^{0,074} \cdot \left(\frac{v_{sg}}{v_{sl}} \right)^{0,2}, \quad (8)$$

где μ_L - динамическая вязкость жидкости, Па·с; v_{sg} и v_{sl} - приведенные скорости газа и жидкости, м/с; σ_L - поверхностное натяжение жидкости, Н/м.

На основе авторской методики рассчитаны значения потерь давления по межколонному пространству и центральной лифтовой колонне для вертикальных газовых скважин Медвежьего месторождения, оборудованных системой КЛК, при различных значениях пластового давления и диаметрах ОЛК и ЦЛК (рисунок 3).

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

1. Результаты, полученные с применением разработанной автором методики, в сравнении с результатами расчетов, выполненных в ПК PipeSim Schlumberger, различаются не более, чем на 0,03 МПа, т.е. расхождение между ними сравнимо с погрешностью измерительного прибора.

2. При расчете коэффициента трения по МКП с учетом геометрических параметров междутрубного пространства и дополнительных потерь давления за счет муфто-

вых соединений ЦЛК, получены значения потерь давления, превышающие значения, определенные по методике, которая учитывает только эффективный диаметр межтрубного пространства.

3. Компоновки системы КЛК $Dy=0,073/0,127$ м и $Dy=0,073/0,114$ м обладают сравнительно малым запасом по градиенту давления между МКП и ЦЛК, поэтому достаточно велика вероятность выхода системы из регулирования при изменении давления в шлейфе.

4. В случае водопритока конденсационных вод в объеме до 200 л/сут применение ЦЛК диаметром $Dy=0,073$ м вместо 0,060 м позволит уменьшить потери давления по стволу скважины на 0,05 МПа; при поступлении в скважину смеси конденсационных и пластовых вод объемом до 2000 л/сут снижение потерь составит 0,08 МПа.

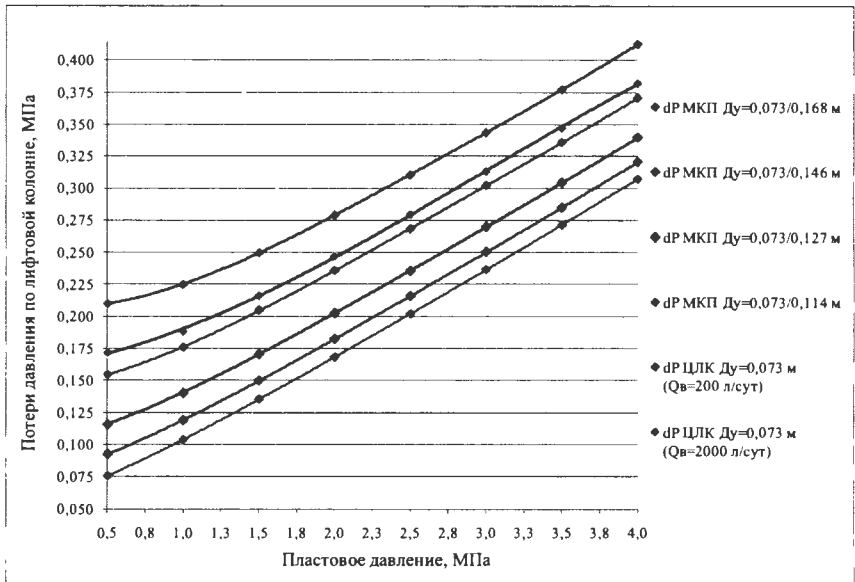


Рисунок 3 – Результаты расчета перепада давления по стволу скважины для системы КЛК с ЦЛК диаметром $Dy=0,073$ м.

В пятом разделе автором выполнена оценка технико-экономической эффективности внедрения технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам на примере месторождения Медвежье.

Общий прирост добычи газа при внедрении системы КЛК по авторским расче-

там составил порядка 305 млн. м³ газа, он формируется за счёт оптимизации режима работы, исключения простоев и потерь газа во время продувок скважин.

Проведенная оценка технико-экономической эффективности показала, что применение технологии КЛК вполне рентабельно даже при существующей ценовой политике. Так, внутренняя норма доходности за рассматриваемый период изменяется в зависимости от удельной прибыли от реализации газа и объема дополнительно добываемого газа от 11,3 до 14,8 %. Срок окупаемости инвестиций по чистому доходу (ЧД) равен семи годам, по чистому дисконтированному доходу (ЧДД) – 10 лет, при этом чистый доход от внедрения системы КЛК на одной скважине за расчетный период составляет около 90 млн. руб.

В целях оценки экономической устойчивости проекта в условиях неопределенности были найдены предельные значения основных переменных параметров, при которых ЧДД проекта становится равным нулю. Данный анализ показал, что проект внедрения КЛК является достаточно устойчивым. Запас его прочности по удельной прибыли от реализации газа составляет 27 %, по объему дополнительно добываемого газа – 55 % (таблица 1).

Таблица 1- Сравнение базовых и предельных значений экономических параметров проекта внедрения системы КЛК

Показатели	Удельная прибыль от реализа- ции газа, руб./1000 м ³	Объем дополни- тельно добывае- мого газа, млн. м ³	Инве- стиции на вне- дрение, млн. руб.	Эксплуата- ционные расходы без амортиза- ции, млн. руб.
Базовое значение параметра	518,0	305,3	22,2	28,2
Предельное значение параметра	380,7	137,4	78,8	81,1
- интегральный уровень пара- метра, дол. ед.	0,735	0,450	3,550	2,876
- запас устойчивости проекта к изменению параметра, %	27	55	255	188

По результатам анализа опыта эксплуатации скважин по системе КЛК и на основе расчетов, выполненных по методике, изложенной выше, автором предложены критерии и алгоритм принятия решений по выбору скважин-кандидатов на внедрение данной технологии, реализованный в виде блок-схемы, представленной на рисунке 4.

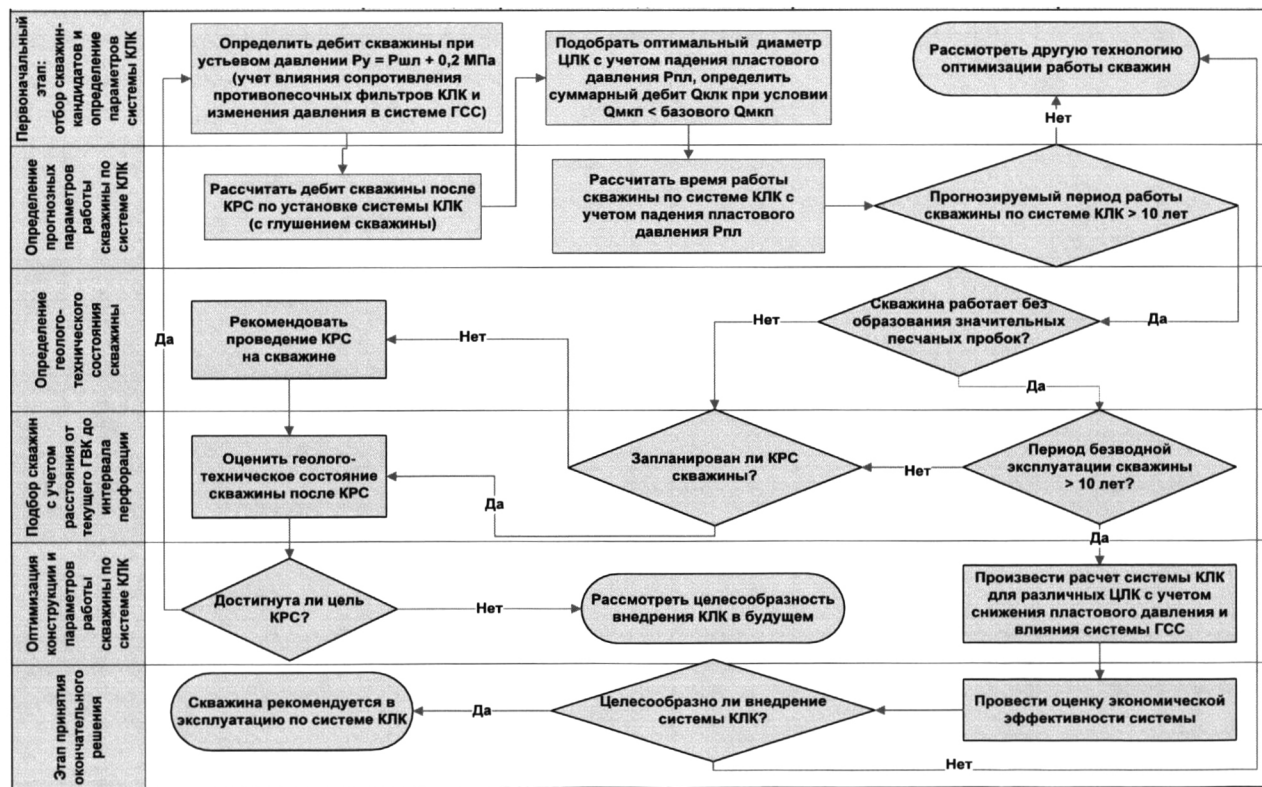


Рисунок 4 – Алгоритм выбора скважин-кандидатов для внедрения технологии КЛК на месторождениях сеноманских газовых залежей

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Выявлены основные факторы, обуславливающие снижение дебитов скважин ниже критических значений и являющихся причиной самозадавливания: геолого-технологические причины – необходимость ограничения дебита для снижения выноса механических примесей или с целью не допустить превышения максимально-допустимой депрессии на пласт (61 %); интенсивный приток подошвенной воды (19%); недостаточная скорость потока газа в лифтовых трубах (20 %).

2. На основе анализа результатов промысловых испытаний различных методов решения проблемы самозадавливания скважин газовых месторождений разработаны критерии выбора скважин-кандидатов для их внедрения.

3. Сформулированы критерии и предложен алгоритм выбора скважин для проведения мероприятий по выводу из бездействия скважин, расположенных в периферийной зоне, что обеспечит более полное дренирование сеноманских залежей и повысит их газоотдачу.

4. Разработана методика расчета режимов работы скважин, оборудованных концентрическими лифтовыми колоннами, с учетом объема пластовой и конденсационной жидкости, содержащейся в их продукции. При этом установлено, что:

- при поступлении в скважину смеси конденсационных и пластовых вод в объеме около $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ по всей длине центральной лифтовой колонны сохраняется кольцевой режим потока, что позволяет производить расчет потерь давления по ее стволу на основе средних термобарических параметров скважины;

- применение ЦЛК диаметром $D_y = 0,073 \text{ м}$ вместо $0,060 \text{ м}$ позволит уменьшить потери давления по стволу скважины на $0,05 \text{ МПа}$ в случае водопритока конденсационных вод в объеме 200 л/сут ; при поступлении в скважину смеси конденсационных и пластовых вод объемом 2000 л/сут снижение потерь составит $0,08 \text{ МПа}$;

- сокращение потерь давления по ЦЛК существенно расширит выбор скважин для внедрения данной технологии, что особенно актуально для скважин с низким давлением входа в шлейф, находящихся на значительном отдалении от дожимной компрессорной станции. Кроме того, использование лифтовых колонн $D_y = 0,073 \text{ м}$ в качестве ЦЛК, в течение достаточно длительного периода эксплуата-

ции позволит осуществлять вынос жидкости не только по ЦЛК, но и по МКП;

- применение ЦЛК диаметром $D_y = 0,089$ м даже при низких пластовых давлениях потребует поддержания достаточно высоких дебитов газа, поэтому на поздних стадиях разработки месторождений при ухудшении продуктивных характеристик скважин нельзя будет гарантировать стабильный вынос жидкости;

- для компоновок системы КЛК $D_y = 0,073/0,127$ м и $D_y = 0,073/0,114$ м характерна сравнительно малая разница в потерях давления по стволу между МКП и ЦЛК (менее 0,05 МПа), поэтому система очень легко может выйти из регулирования при изменении давления в шлейфе, т.о. данные конструкции являются неприемлемыми.

5. На основе разработанной методики и опыта эксплуатации сеноманских газовых скважин, оборудованных концентрическими лифтовыми колоннами, предложены критерии и алгоритм выбора скважин-кандидатов для внедрения данной технологии.

6. Оценка технико-экономической эффективности внедрения системы КЛК на примере месторождения Медвежье на период с 2011 по 2029 гг., показала, что прирост добычи по одной скважине составит около 305 млн. м³ газа, формируя чистый доход около 90 млн. руб.

Основные положения проведенных исследований опубликованы в следующих работах:

1. Епрынцев А.С. Анализ существующих технологических решений по удалению жидкости из обводняющихся скважин на Медвежьем газоконденсатном месторождении / А.С. Епрынцев, А.В. Нурмакин, Д.В. Моторин, Р.Т. Исмаев // Инновационные технологии для нефтегазового комплекса: сборник научных трудов / Под. ред. В.П. Овчинникова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – С. 37-45.

2. Епрынцев А.С. Борьба с самодавлением газовых скважин методом подвешивания дополнительной колонны меньшего диаметра / А.С. Епрынцев, И.Е. Якимов, П.С. Кротов, А.В. Немков // Наука и ТЭК. – 2011. – № 1. – С. 46-49.

3. Епрынцев А.С. Технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых месторождений / А.С. Епрынцев, Якимов И.Е., Кротов П.С., Нурмакин А.В. // Геология, география и

глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 178-185.

4. Лапердин А.Н. Техничко-экономическое обоснование эксплуатации газовых скважин по технологии концентрических лифтовых колонн / А.Н. Лапердин, И.Е. Якимов, А.С. Епрынцеv, П.С. Маслаков, М.И. Меркушев, Р.А. Ланчакова // Наука и ТЭК. – 2011. – № 5. – С. 59-60.

5. Кустышев А.В. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки / А.В. Кустышев, А.С. Епрынцеv // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 59-63.

6. Епрынцеv А.С. Рекомендации по решению проблем эксплуатации самозадавливающихся скважин месторождения Медвежье / А.С. Епрынцеv, И.Е. Якимов, П.С. Кротов, А.В. Нурмакин // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз»: 2011 г.: Сб. науч. тр. – Тюмень: Флат, 2011. – С. 131-133.

7. Епрынцеv А.С. Поддержание оптимального режима работы газовой скважины путем внедрения автоматизированных систем мониторинга, управления и оптимизации процессов добычи газа / А.С. Епрынцеv, Кустышев А.В., Гейхман М.Г., Зозула Г.П., Шемякин Д.Н., Мальцев А.И. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 9. – С. 13-17.

8. Епрынцеv А.С. Расчет падения давления при движении газожидкостной смеси по стволу скважины, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами, с учетом объема водопритока / А.С. Епрынцеv, А.Н. Лапердин, И.Е. Якимов, А.В. Нурмакин, Ю.П. Пеливанов, Д.С. Заев // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 32-35.

9. Епрынцеv А.С. Методика расчета однофазного потока газа в затрубном пространстве различной конфигурации // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 36-39.

Соискатель



А.С. Епрынцеv

Издательство «Вектор Бук»
Лицензия ЛР № 066721 от 06.07.99 г.
Подписано в печать 27.02.2012 г.
Формат 60х84/16. Бумага офсетная. Печать Riso.
Усл. печ. л. 1,44. Тираж 100 экз. Заказ 137.
Отпечатано с готового набора в типографии
издательства «Вектор Бук».
Лицензия ПД № 17-0003 от 06.07.2000 г.
625004, г. Тюмень, ул. Володарского, 45.
Тел. (3452) 46-54-04, 46-90-03.

102